

Compressed Air Energy Storage (CAES) – eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung ?

Promotionsvortrag

von


Marcus Nölke

20. Oktober 2006

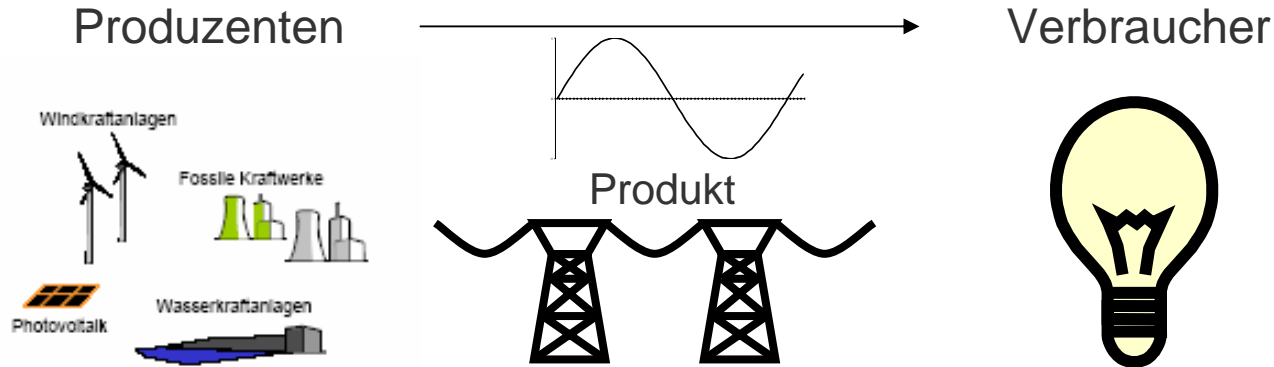


Quelle:
KEMA

Compressed Air Energy Storage (CAES) – eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung ?

- Motivation für den Einsatz von Energiespeichern (Beispiel )
- Einführung in den CAES-Kraftwerksprozess
- Betrachtung der Komponenten
- Auslegung und Wirtschaftlichkeit
- Zusammenfassung / Fazit

Elektrische Energieversorgung

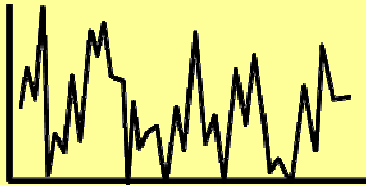


Fluktuation auf der Erzeugerseite:

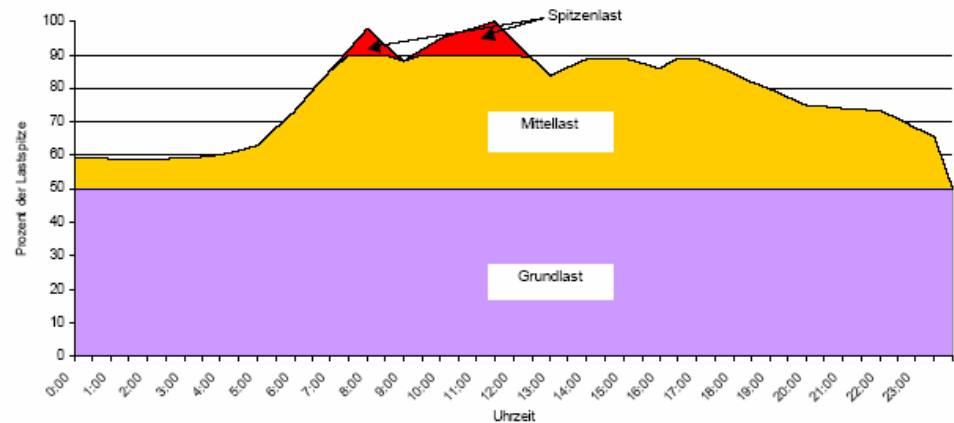
- Plötzlicher Ausfall eines Kraftwerkes
- Wartungsintervalle
- Normale Betriebsschwankungen

+ Fluktuation in der Einspeisung regenerativer Energien

→ Wind, Solar,..

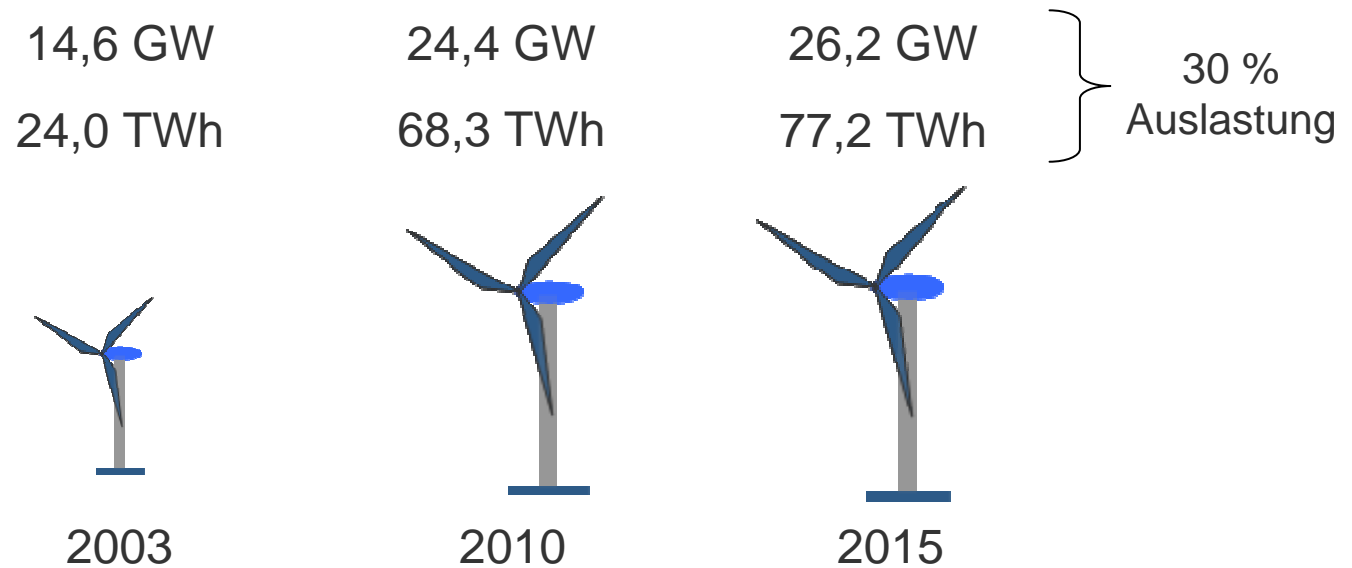


Fluktuation auf der Verbraucherseite:



Quelle: Neumann, NWS Energievertriebs AG & Co. KG, „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“, 2002

Entwicklung der Windenergie in Deutschland nach der DENA-Studie



1. Die Einspeisung von Windenergie ist dargebotsabhängig
→ Der Leistungskredit ist daher äußerst gering, und konventionelle Kraftwerke sind nur im geringen Maße substituierbar.

Konsequenzen des Windkraftausbaus

Prognose DENA Studie

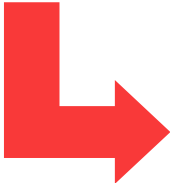
2. Deutlicher Anstieg des Bedarfs an positiver und negativer Regelreserve

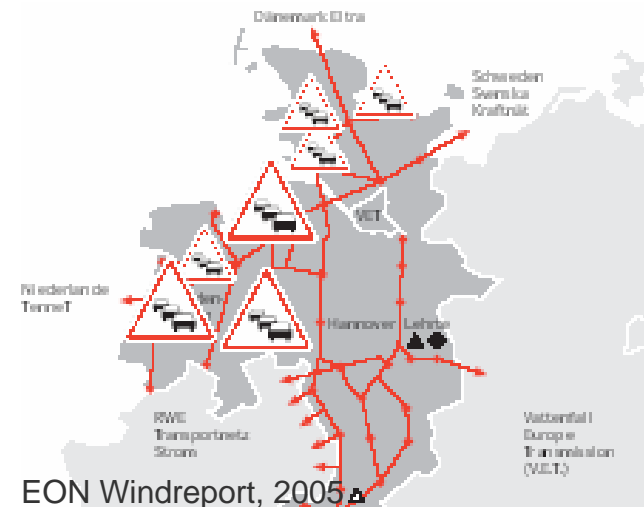
	Positive Regel- und Reserveleistung	Negative Regel- und Reserveleistung
2003	1200 MW (max. 2000 MW)	750 MW (max. 1900 MW)
2015	3200 MW (max. 7000 MW)	2800 MW (max. 5500 MW)

In Schwachlastzeiten kann die Windstromleistung die Last übersteigen!

3. Konzentration in schwachen, verbrauchsfernen Regionen → Netzausbau

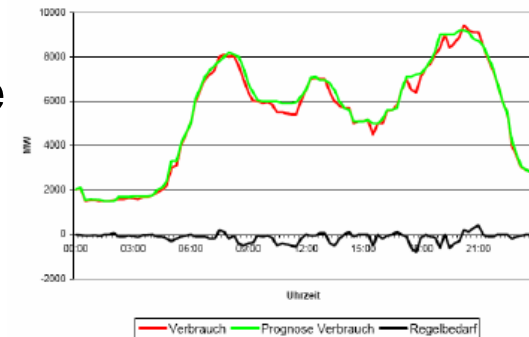
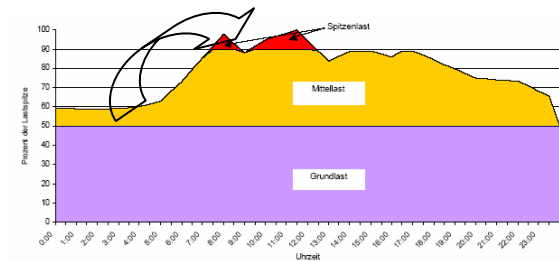
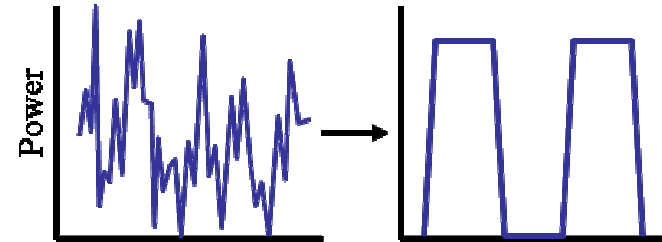
- Bis 2015 ca. 1,1 Mrd. €
- Bis 2020 ca. 3 Mrd. €

 2,5 ct/kWh zusätzliche Durchleitungskosten



Einsatzfelder von Speicherkraftwerken

- Hybridisierung eines Windkraftparks
 - Grundlastkraftwerk Windenergie
 - Erhöhung der Netzausnutzung
- Stromveredelung → Speicherung von Schwachlaststrom und Verkauf bei Spitzenlastzeiten
- Regelreserve: Angebot von negativer und positiver Regelreserve als Minutenreserve

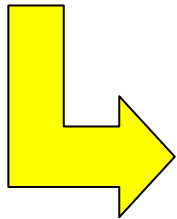


Speichertechnologien im Vergleich für große Energiemengen > 100 MWh

Speichertyp	€/kW	ct/kWh	Wirkungsgrad	Ansprechz.
Pumpspeicher	550 – 1400	10-12	0,70 - 0,85	Min
CAES	480 – 800	8-10	0,40 – 0,54 (0,7)	Min
H2 - GT (Kaverne)*	800 - 1200	45	0,25 - 0,40	Min
H2 - Brennst. (Kav.)*	900 – 2500	60	0,3 - 0,5	S

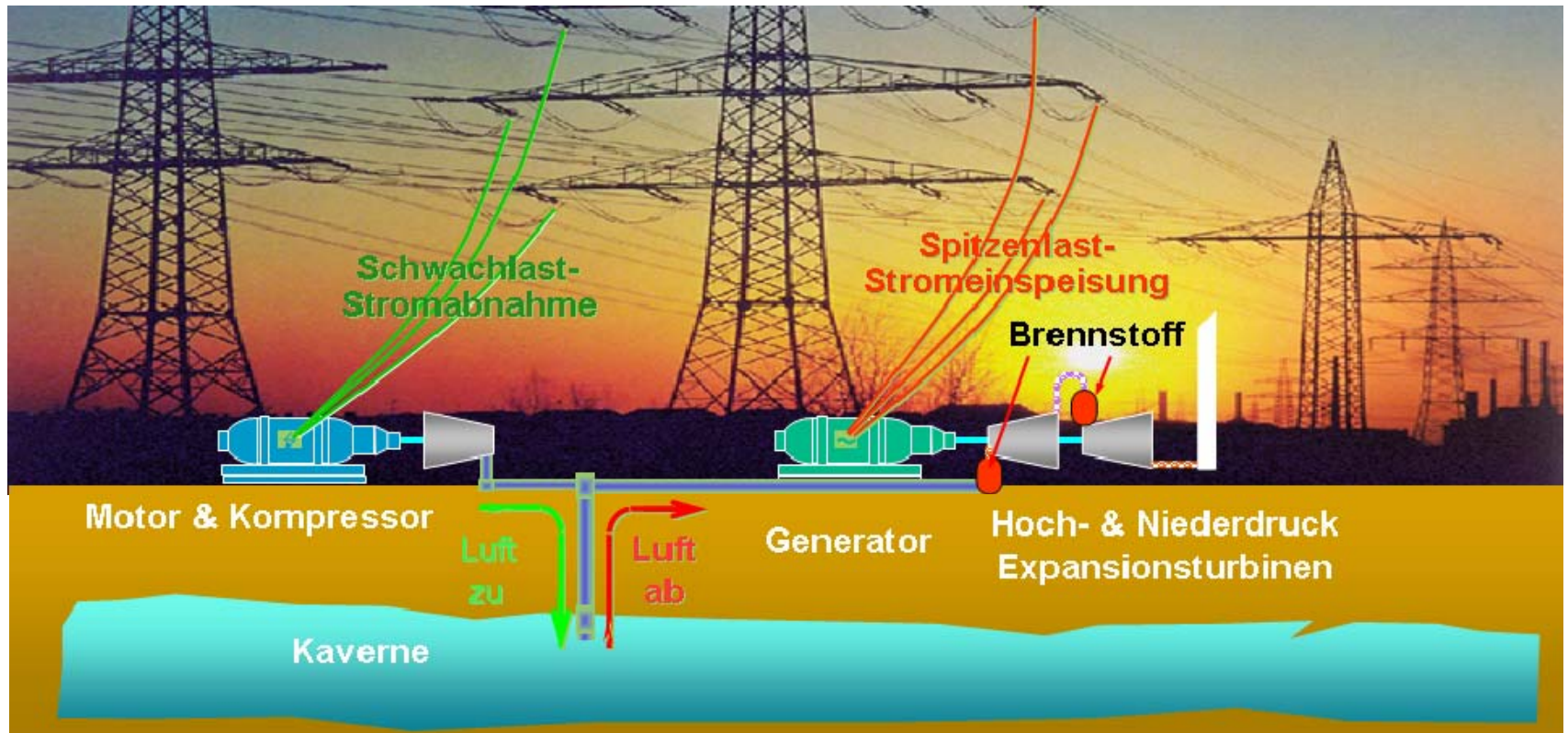
* = Potential

Quelle: Energy Storage
Association, Sandia
Report, 2001; Siemens
2005



CAES ist optimal bei großem Bedarf an Leistung
und Energiemenge bei geringen Investitionskosten!

Compressed Air Energy Storage (CAES) - Konzept



Adaptiert von Althaus,
Alstom, Kongress
2006, RWTH Aachen

Bestehende/geplante CAES-Kraftwerke

Huntorf, D

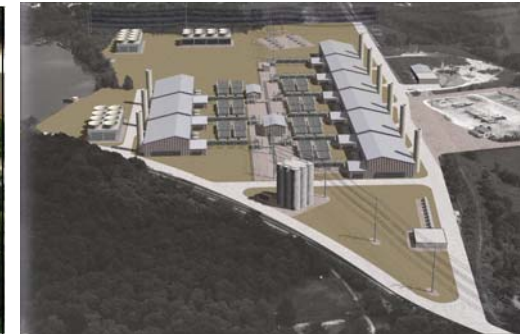
McIntosh, USA

Norton, USA

1976

1991

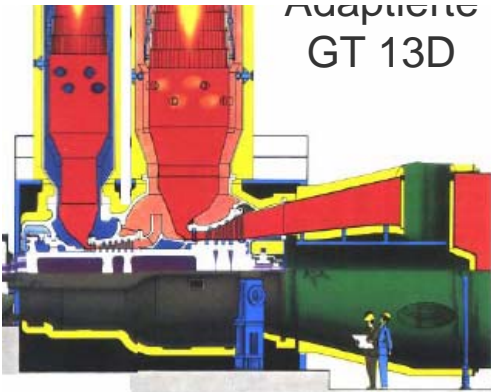
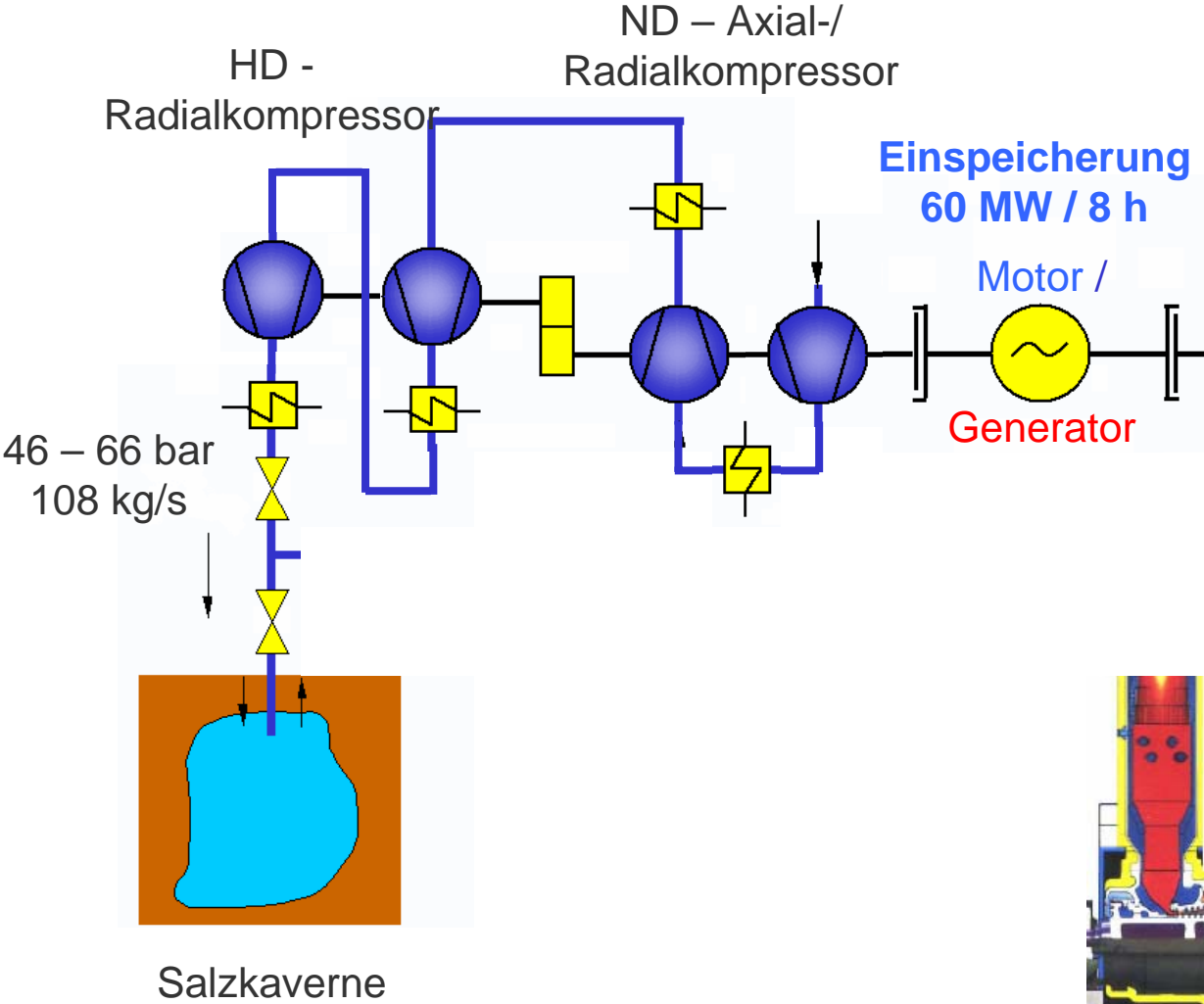
geplant



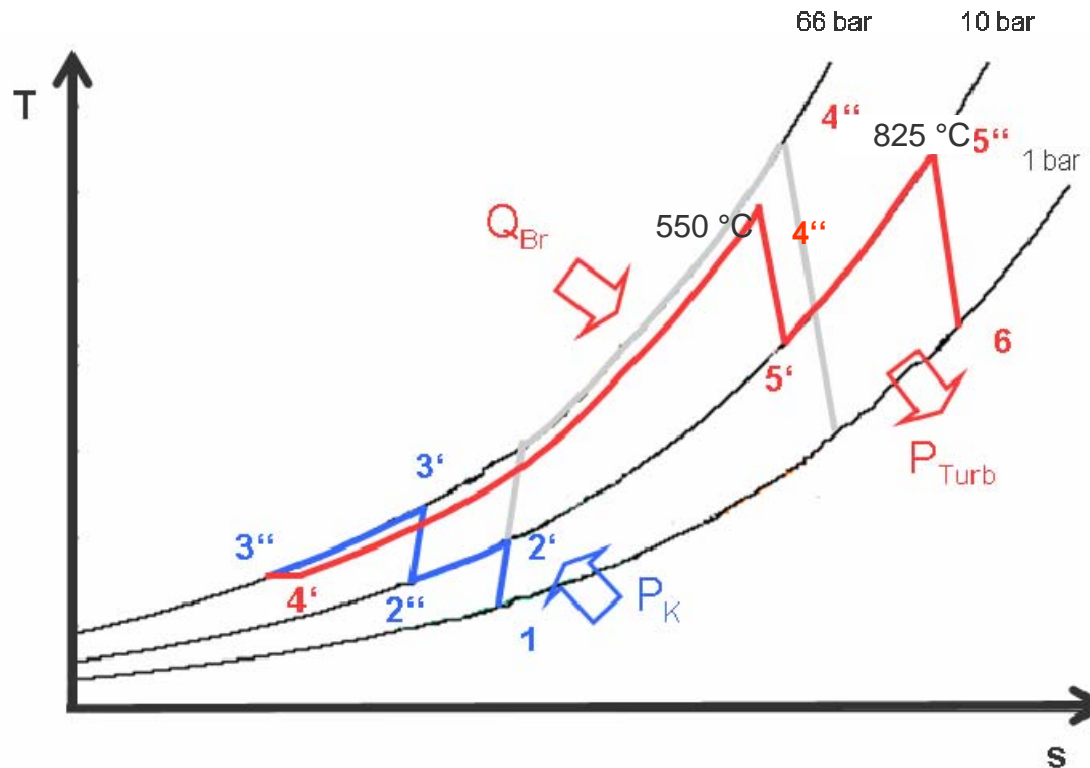
Turbinenleistung / Entladedauer	290 MW / 2 h	110 MW / 26 h	2.700 MW / 8 d
Kompressorleistung/ Ladedauer	60 MW / 8 h	60 MW / 45 h	1.800 MW
Druck	46 – 72 bar	45 - 74 bar	100 bar
Speicher	2 x 150000 m ³ Salzkavernen	538.000 m ³ Salzkaverne	10.000.000 m ³ Ehemaliges Kalkbergwerk

CAES Prozess

Beispiel Huntorf



CAES-Prozess im T,s-Diagramm



1 → 2' : 1. Verdichtungsstufe
 2' → 2'' : Rückkühlung
 2'' → 3' : 2. Verdichtungsstufe
 3' → 3'' : Rückkühlung

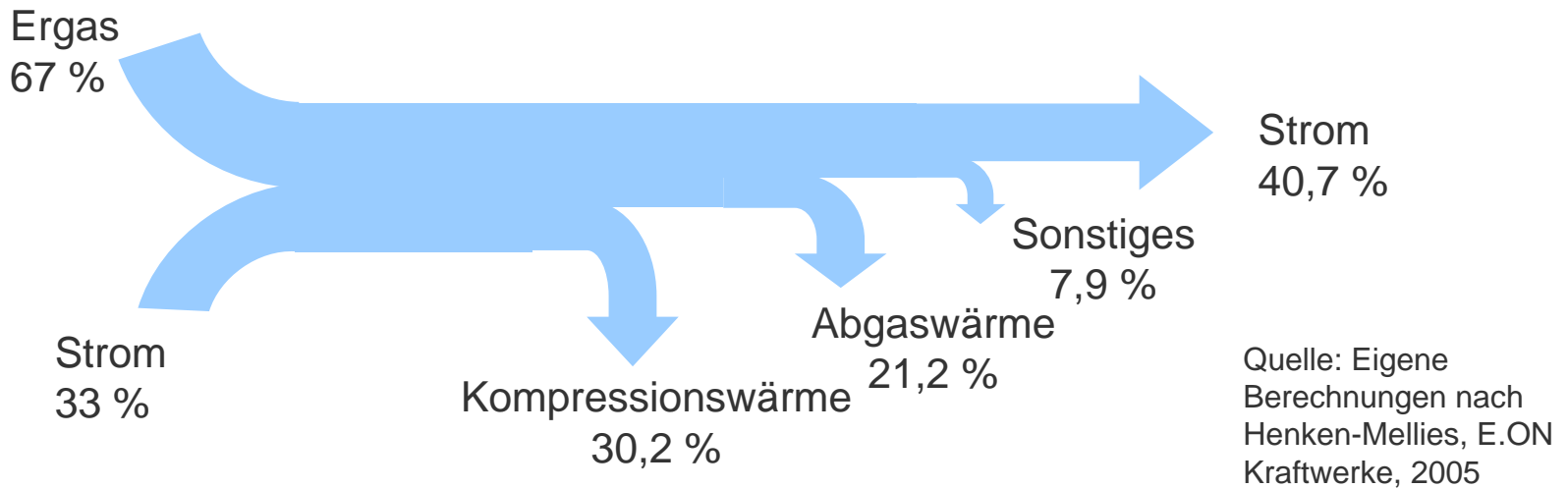
3'' → 4' : Drosselung
 4' → 4'' : 1. Wärmezufuhr
 4'' → 5' : 1. Expansionsstufe
 5' → 5'' : 2. Wärmezufuhr
 5'' → 6 : 2. Expansionsstufe

Speicherwirkungsgrad von CAES-Kraftwerken

CAES ist ein Hybrid aus Speicherung und Stromerzeugung !

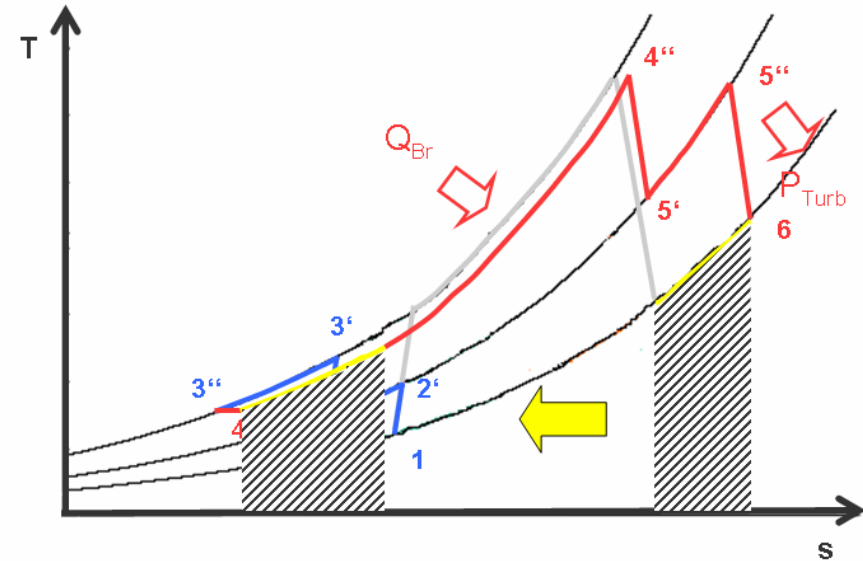
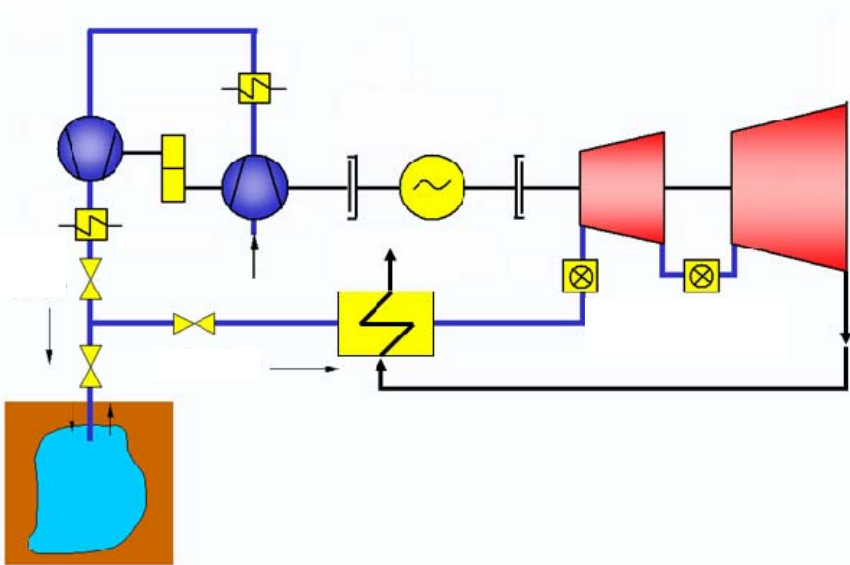
Speicherwirkungsgrad: $\eta_{CAES} = \frac{W_{Turb}}{W_{Komp} + Q_{Br}}$

Für Huntorf : $\eta_{CAES} = \frac{581 MWh}{476 MWh + 950 MWh} = 40,7 \%$

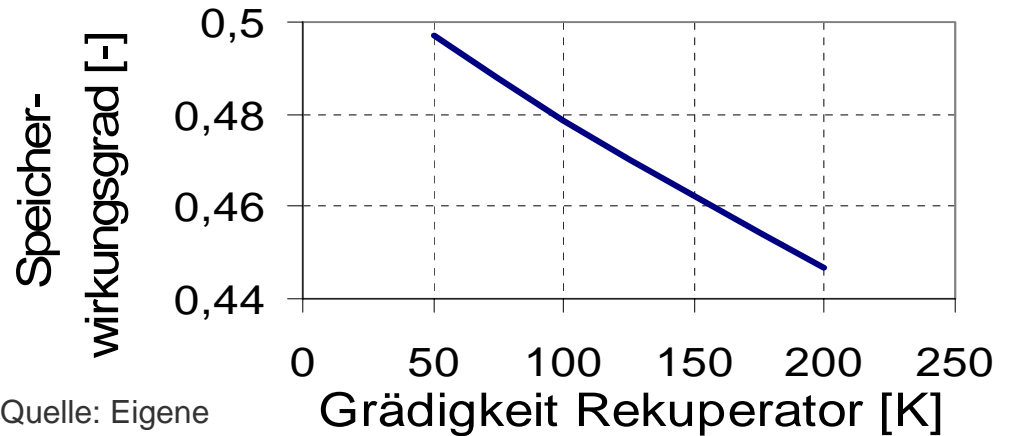


CAES mit Rekuperator

Beispiel McIntosh



- Abgasenergie wird genutzt, um Luftstrom vor der Turbine aufzuheizen.
- Speicherwirkungsgrad kann auf über 50 % angehoben werden.



Quelle: Eigene Berechnungen

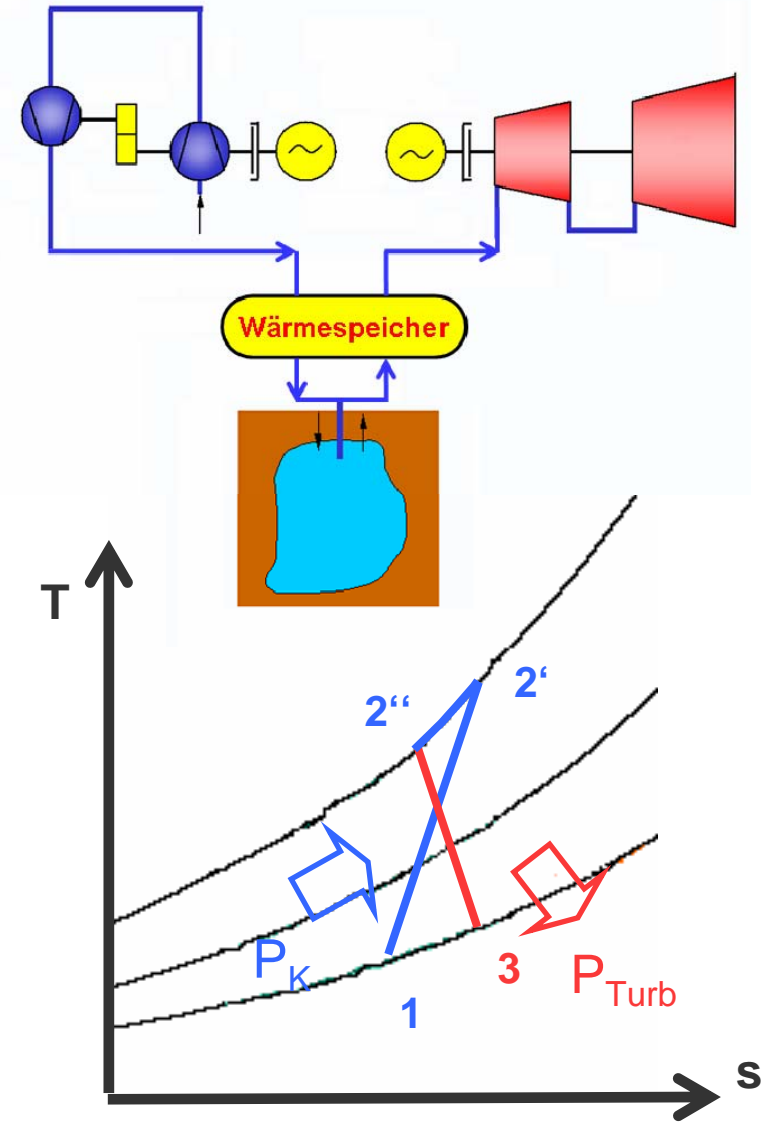
Adiabates CAES-Konzept (AA-CAES)

CAES – Technologie der nächsten Generation:

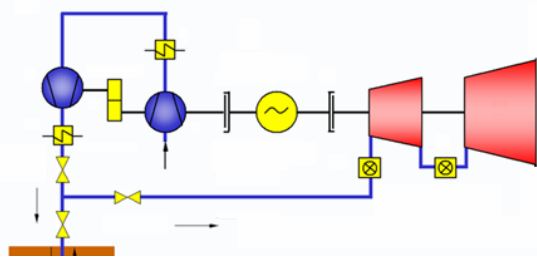
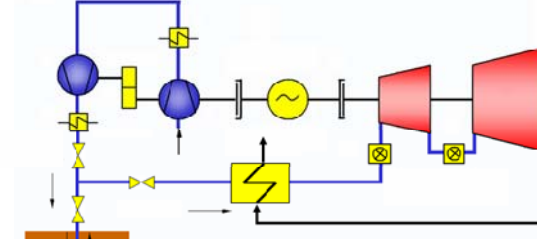
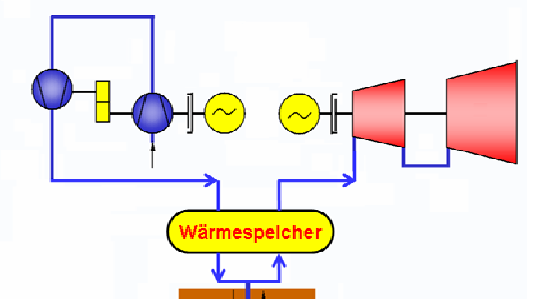
- Keine Zusatzfeuerung mehr notwendig; reiner Speicherprozess
- Keine Zwischenkühlung bei der Kompression, dadurch sehr hohe Kompressorausstrittstemperaturen bis 620 °C
- Moderate Eintrittstemperaturen bei der Expansionsturbine um 600 °C

Ziele:

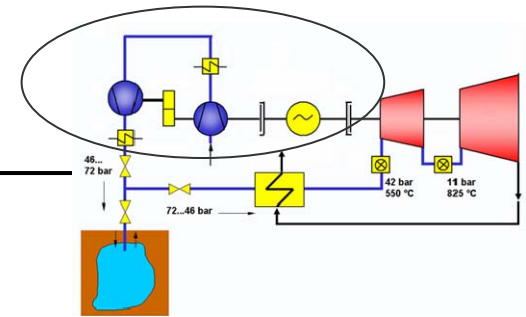
- Speicherwirkungsgrad bis 70 % erreichbar
- Investkosten 800 €/kW



CAES-Konzeptentwicklungsstufen

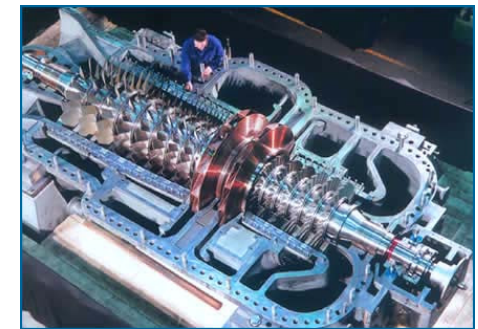
	Konzept	Beispiel Anlage	Speicher- wirkungsgrad
Einfacher Prozess mit Zwischenüberhitzung		Huntorf, 1976	40 %*
Prozess mit Zwischenüberhitzung und Rekuperator		McIntosh, 1991 Norton 2006	> 50 %*
Adiabater Prozess (AA-CAES)		EU- Forschungsprojekt, Demo von EnBW geplant Kommerziell > 2010	70 %

Komponenten für die Einspeicherung



Vorhandene Komponenten:

- Axialverdichter bis 20 bar und 1,4 Mio. m³/h Saugvolumen (5 x Huntorf)
- Radialverdichter bis 100.000 m³/h und 1.000 bar
- Stand der Technik ist der Einsatz von Zwischenkühlern → Temperaturen 40 °C – 200 °C
- Isentrope Wirkungsgrade bis 90 %
- Motorantrieb und Getriebe können Leistung limitieren → Mehrwellenkonzept



Quelle: MANTurbo Homepage

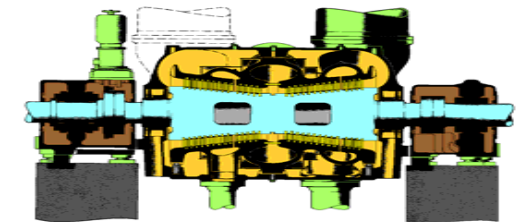
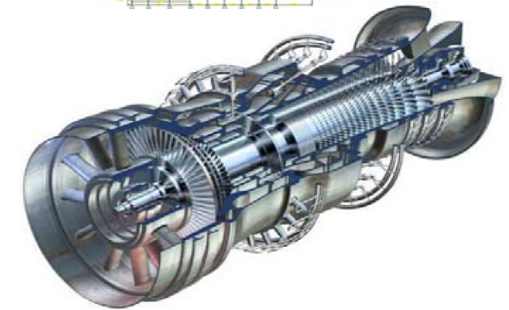
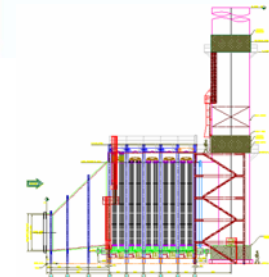
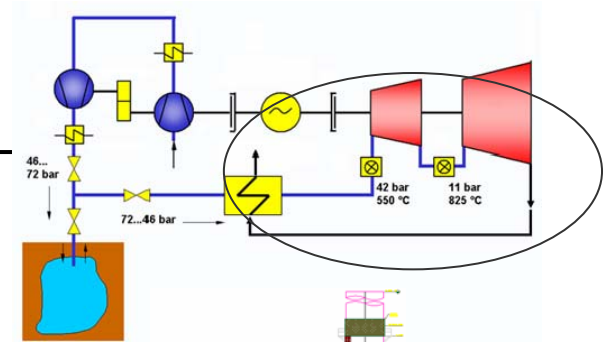
Einsatz in konventionellen CAES-Kraftwerken ist ohne Probleme möglich

→ AA-CEAS verlangt komplette Neuentwicklung eines Kompressors

Komponenten für den Ausspeichervorgang

Vorhandene Komponenten:

- Luft-Luft-Wärmeübertrager erprobt, aber große Baugröße → teuer
- Gasturbinen mit Druckverhältnis bis 22 und Turbineneintrittstemperaturen bis 1230 °C sind Stand der Technik
- Dampfturbinen für Dampfparameter von 300 bar und 600 °C werden in überkritischen Dampfkraftwerken eingesetzt

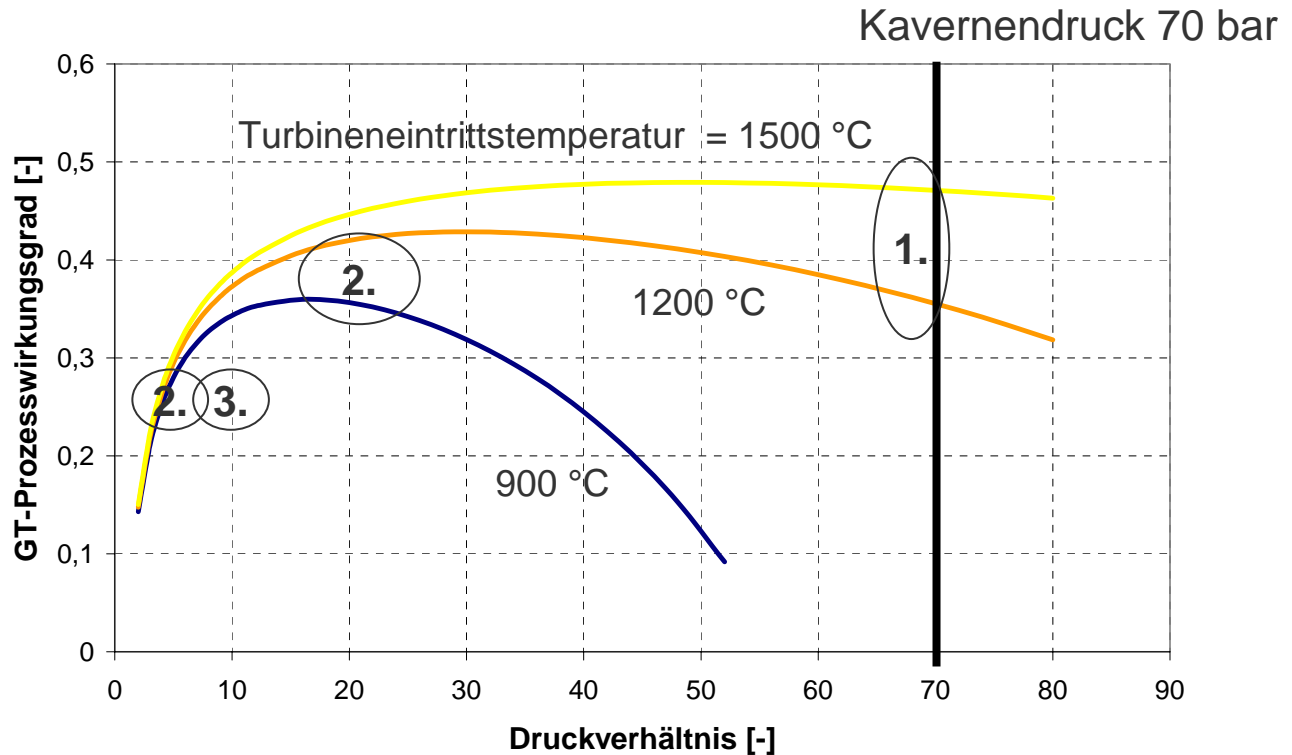


Quelle: Althaus, Alstom, Kongress 2006, RWTH Aachen

Es bieten sich mehrere Optionen für den Einsatz
in einem CAES-Kraftwerk!

Komponenten für den Ausspeichervorgang

- 1.) Neu entwickelte Gasturbine
- 2.) Dampfturbine mit Standard-gasturbinenteil
- 3.) 2 Dampfturbinen

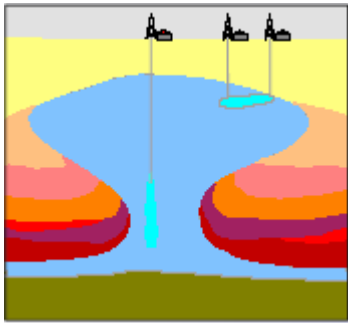
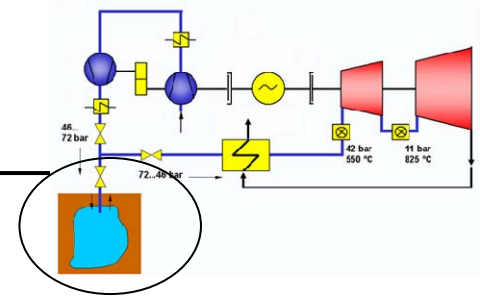


Quelle: eigene Berechnungen nach Boyce, Handbook for Cogeneration and Combined Cycle, 2002

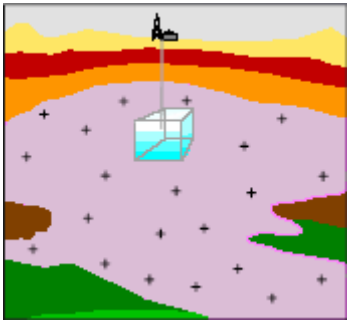
Beste Option für CAES ist der Einsatz eines Turbinenabschnitts einer Standardgasturbine mit einer Dampfturbine als Hochdruck-Expander!

Speichermöglichkeiten für Druckluft

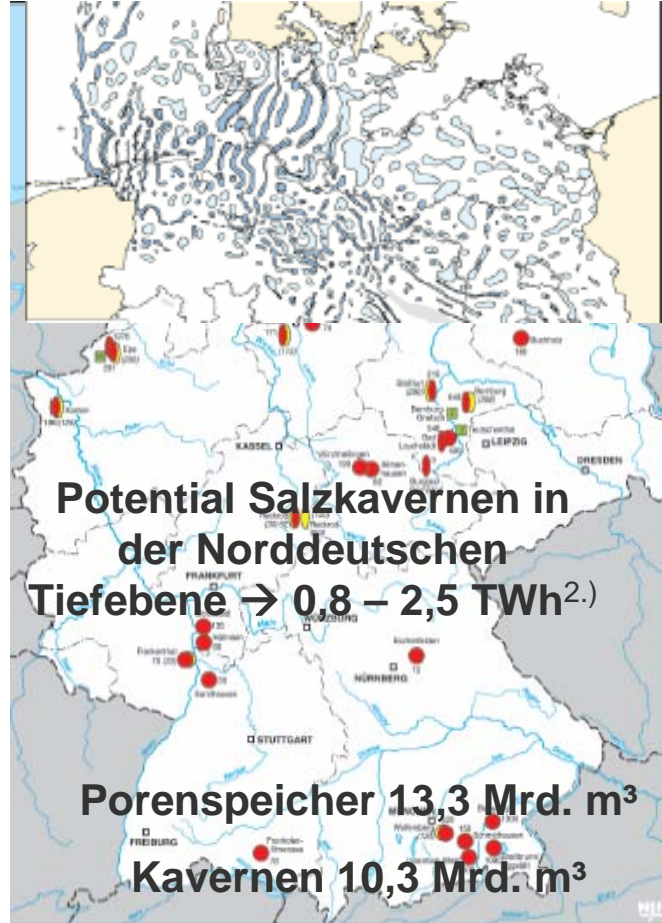
1.) Bildquelle: Crotogino, KBB, Energieforum „Druckluftspeicher-Kraftwerke“, 2005



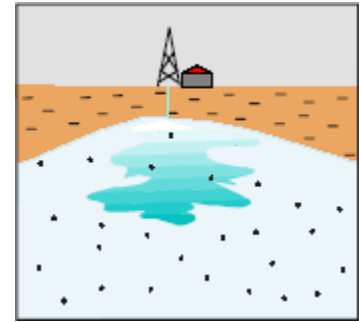
Salzkavernen^{1.)}



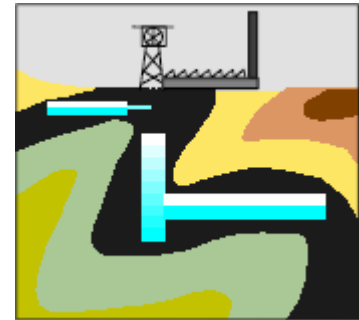
Felskavernen^{1.)}



R. Sedlacek, „Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland“
Erdöl, Erdgas, Kohle, Heft 11, November 2006



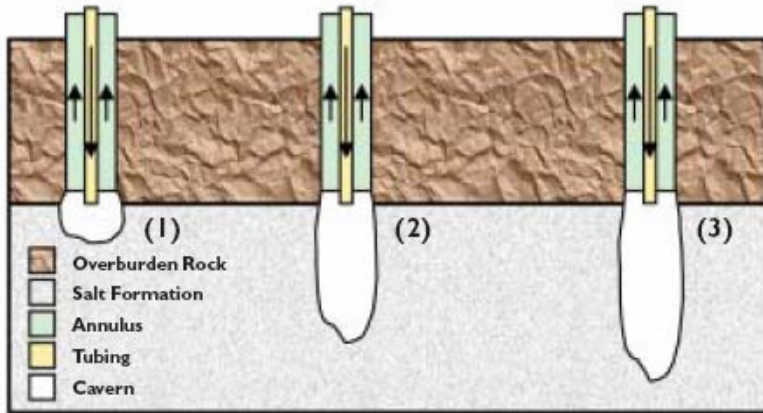
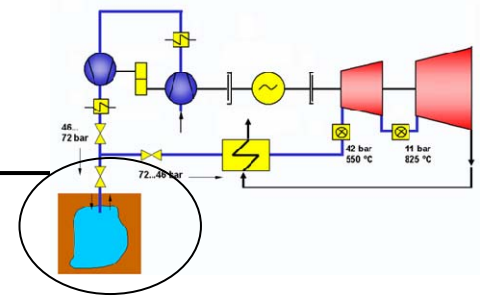
Porenspeicher^{1.)}



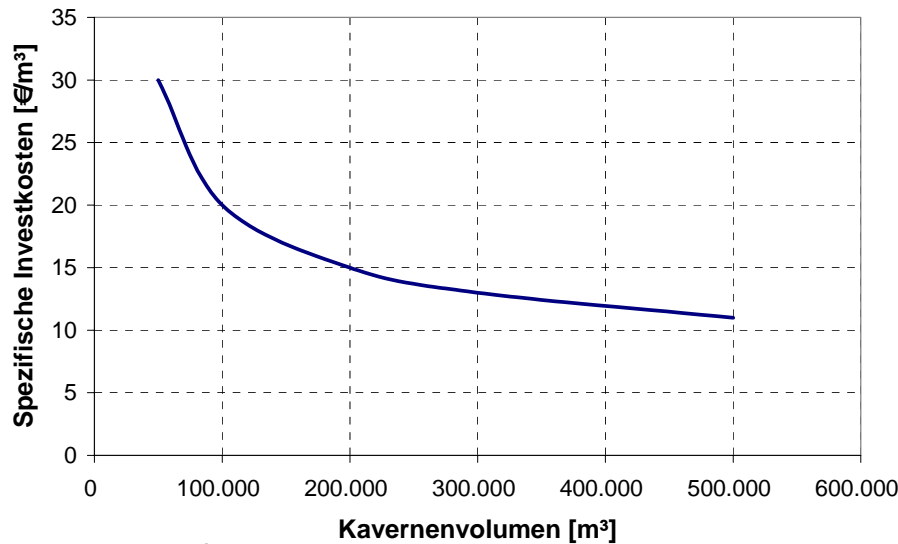
Aufgelassene Bergwerke^{1.)}

2.) Ehlers: „Windenergie und Druckluftspeicher“, FH Flensburg, 2006

Salzkavernen – Herstellung und Kosten



- Kavernenherstellung erfolgt im Soleverfahren
- Solevolumenstrom ca. 150 - 300 m³/h
- Entsorgung der Sole ist problematisch
→ Für 1 m³ Hohlraum ca. 8 m³ Süßwasser
- Kavernenkonvergenz 1-2 % pro Jahr
- Relative Kosten für Solanlage sinken mit steigendem Kavernenvolumen
- Kompressionsarbeit = 3,5 kWh/m³
→ 4,6 kWh/m³ Expansionsenergie



Spezifische Kaverneninvestitionskosten :
2,1 – 3,3 €/kWh

Quelle: Kallies, „Druckluftspeicher kraftwerke“ 2005, UGS GmbH

Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Investitionskosten:

- Kaverne 2,1 – 3,3 €/kWh
 - Expansionsturbine 150 €/ kW
 - Verdichter 140 €/ kW
 - Balance of Plant 180 €/ kW
- } 400 – 1000 €/kW

Laufende Kosten:

- Feste Betriebs- & Wartungskosten 4,5 €/kW a
- Variable Betriebs- & Wartungskosten 0,15 €/kWh
- Brennstoffkosten 3,9 €/GJ
- Strombezugskosten 8,7 ct/kWh für Windstrom, 2,8 ct/kWh für Schwachlaststrom

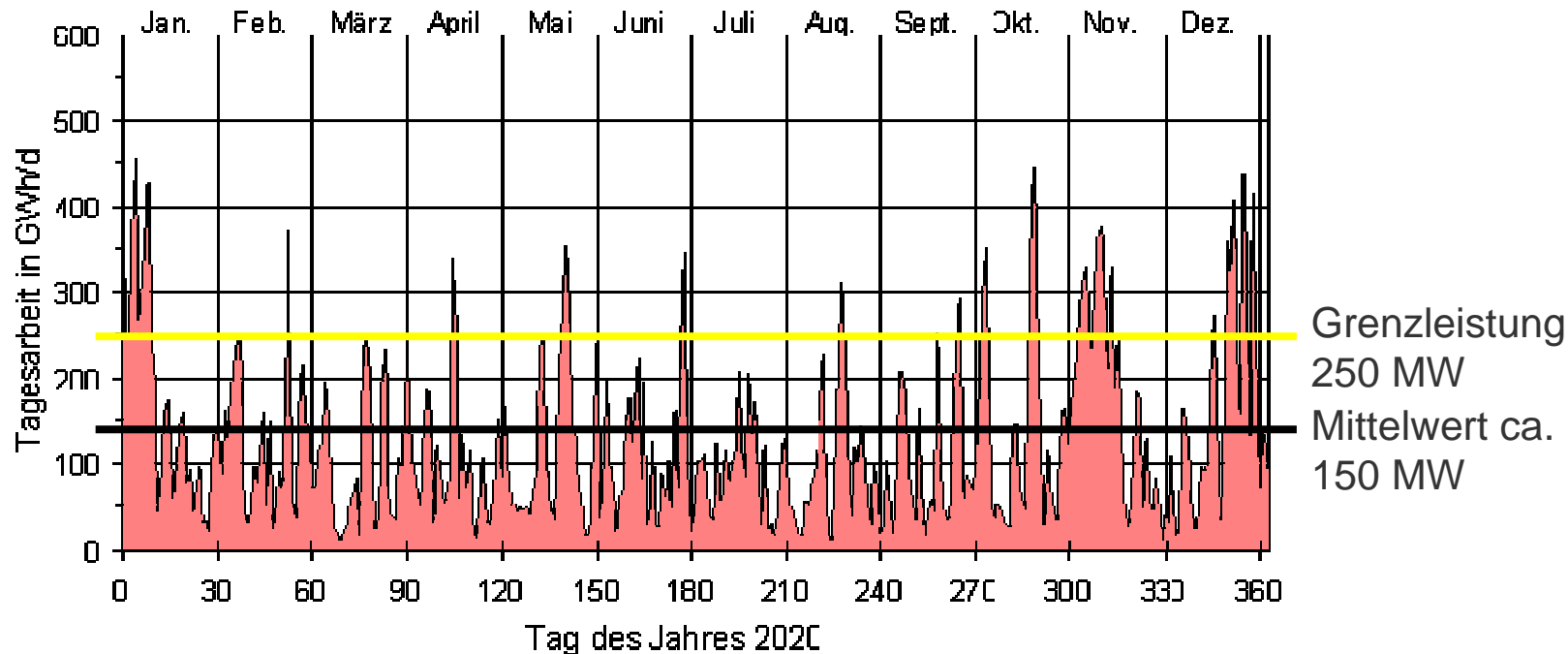
Finanzierungskosten:

- Eigenkapitalquote 25 %
- Zinsen 11 %
- Discount- Faktor 8 %
- Inflation 2 %

Quelle: EPRI-DOE „Handbook of energy storage“, 2003 & Kallies, „Druckluftspeicherkraftwerke“, 2005 & EEX-Daten vom 10.10.06

Hybridisierung eines Windkraftwerks mit CAES

Beispiel 500 MW Windkraftanlage:



Ohne Speicher ist ein Ausbau des Übertragungsnetzes (hier ausgelegt auf 500 MW) notwendig → Kosten nach DENA-Studie ca. 2,5 ct/kWh

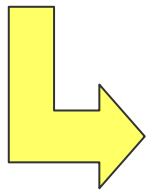
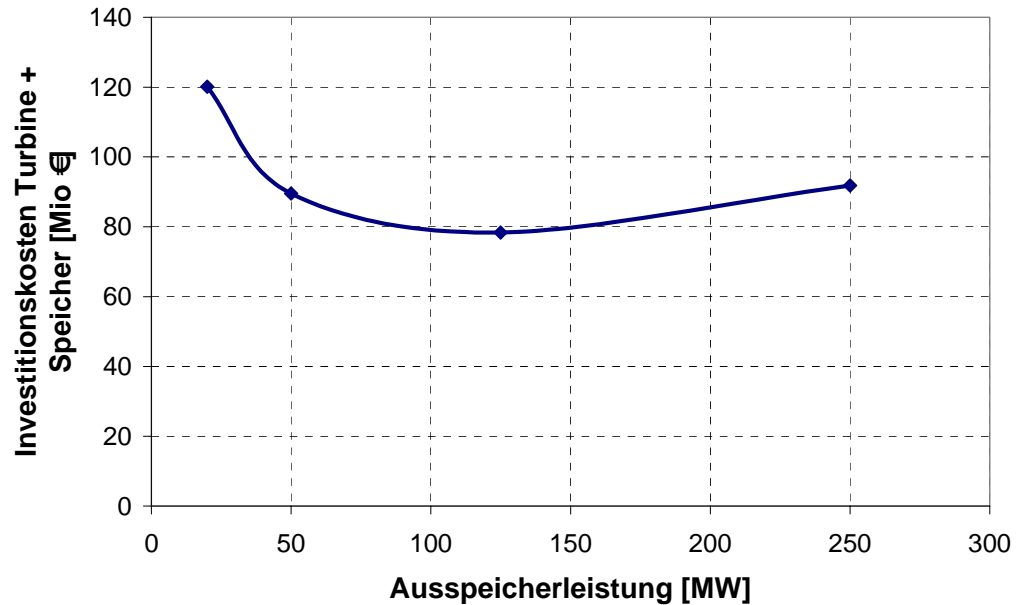
Hybridkraftwerk mit CAES:

Windkraftwerkskapazität	500 MW
Einspeicherleistung	250 MW
Ausspeicherleistung	Zu bestimmen
Kavernengröße	Abhängige Größe

Hybridisierung eines Windkraftwerks mit CAES

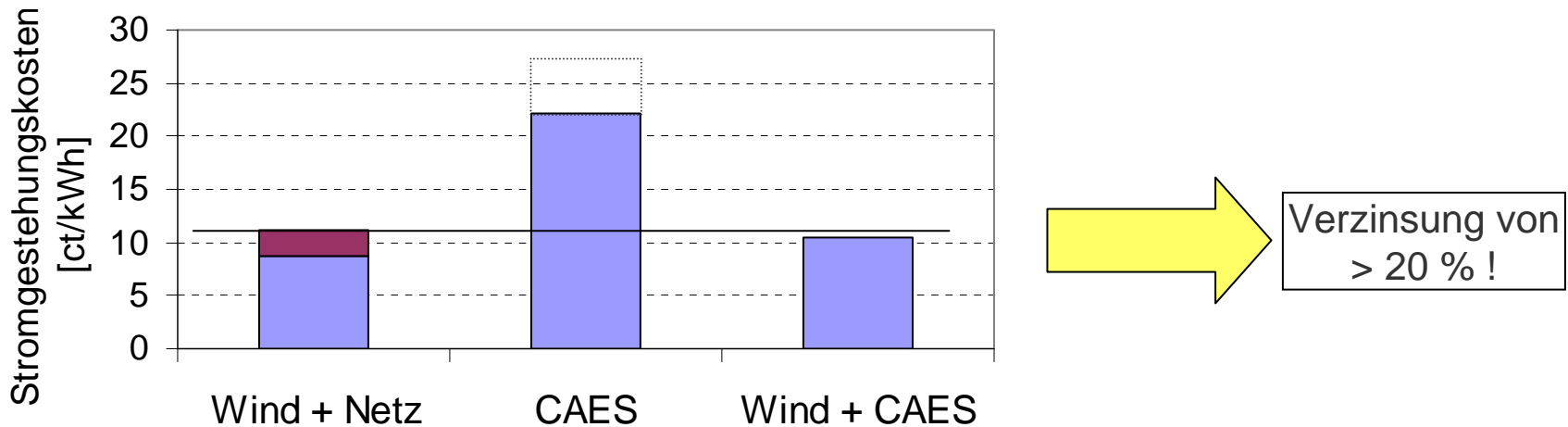
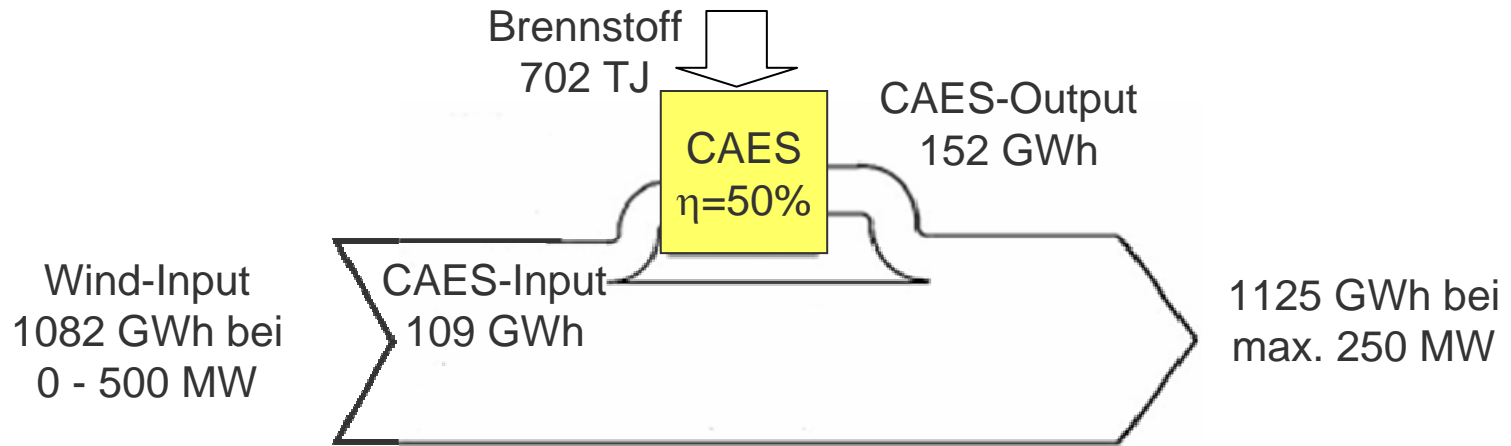
Ausspeicherleistung bestimmt die Speichergröße !

→ Kostenoptimum liegt bei etwa 125 MW

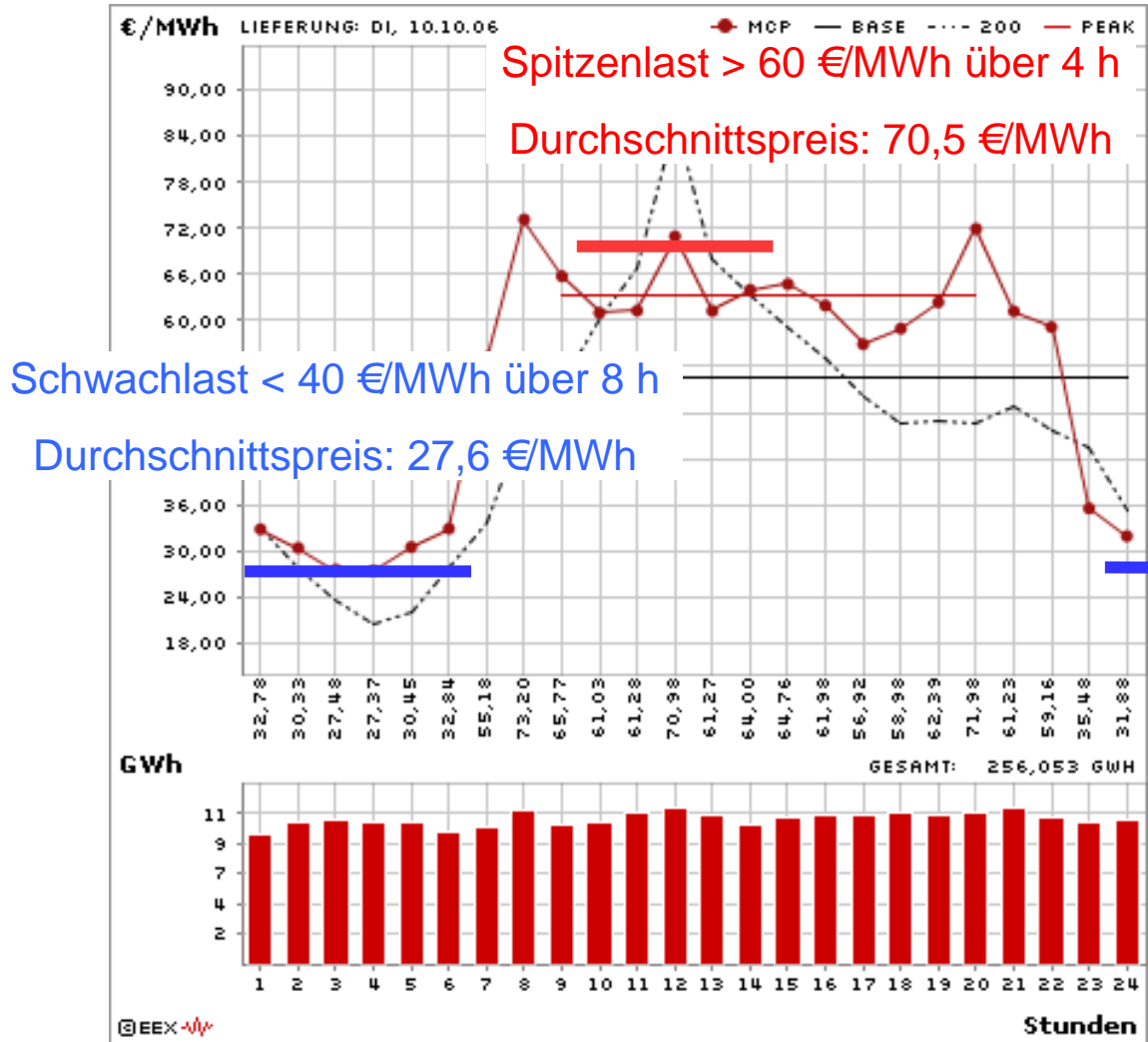


Kraftwerksauslegung	
Einspeicherung	250 MW / 110 h
Ausspeicherleistung	125 MW / 280 h
Kavernengröße	6 Mio. m ³
Speicherwirkungsgrad	50 %

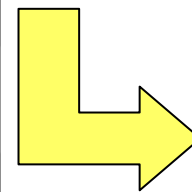
Hybridisierung eines Windkraftwerks mit CAES



Stromveredelung – Abwicklung über den Spotmarkt



Kraftwerksauslegung	
Einspeicherung	80 MW / 8 h
Ausspeicherleistung	200 MW / 4 h
Kavernengröße	250.000 m ³
Speicherwirkungsgrad	50 %



Stromgestehungskosten
> 9,5 ct / kWh
→ nicht wirtschaftlich !

Kraftwerk zur Bereitstellung +/- Minutenreserve

Tarife für positive Regelreserve nach RWE Net:

Arbeitspreis: 8 -10 ct/kWh

Leistungspreis: 4 € / kW / Monat

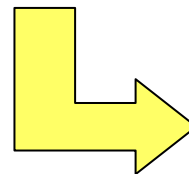
Tarife für negative Regelreserve nach RWE Net:

Arbeitspreis: 1 ct/kWh

Leistungspreis: 1,5 € / kW / Monat

Kraftwerksauslegung	
Einspeicherung	80 MW / 8 h
Ausspeicherleistung	200 MW / 4 h
Kavernengröße	250.000 m ³
Speicherwirkungsgrad	50 %

Annahme: 2000 h → Leistungsbereithaltung, bei 50 % Leistungsabgabe



Vergütung > 11 ct/kWh
Verzinsung von > 18 %

Quelle: Albers, RWE Net, „Ausschreibung und Abrechnung von Regelenergie bei RWE Net“, 2001

Zusammenfassung

- Der zunehmende Ausbau der Windenergie schafft einen zusätzlichen Anreiz für den Einsatz von Speichertechnologien in der deutschen Energieversorgung.
- CAES kann große Leistung und Energiespeicherkapazitäten bei einem moderaten Speicherwirkungsgrad bereitstellen. Weitergehende Entwicklungen zielen auf einen reinen adiabaten Speicherprozess mit 70 % Speicherwirkungsgrad.
- Die Komponenten für den konventionellen Prozess sind größtenteils „Off the Shelf“ verfügbar oder können adaptiert werden. Für den adiabaten Prozess müssen Kompressor und Wärmespeicher neu entwickelt werden.
- Die Hybridisierung von Windkraftparks unter Vermeidung der Netzausbaukosten und die Bereitstellung von Regelreserve ist wirtschaftlich.

Fazit

- Der Einsatz von CAES-Kraftwerke entspricht den Anforderungen und kann wirtschaftlich sein. Damit kann diese Technologie auch eine vernünftige Ergänzung zur Energieversorgung darstellen.
- Genauer geprüft werden muss die Konkurrenz zu anderen Kraftwerken/Speichern.
- Eine ökologische Betrachtung steht noch aus.